

## Разработка стратегических и оперативных решений при эксплуатации месторождений на основе интегрированного моделирования



А.А. Лутфуллин



Р.Р. Газизов



Р.Ф. Сафин



О.Н. Пичугин



И.В. Владимиров



А.И. Надыров



ГРУППА КОМПАНИЙ  
НЕФТЬСЕРВИСХОЛДИНГ

**А.А. ЛУТФУЛЛИН**, к.т.н.  
*LutfullinAA@tatneft.ru*  
/ПАО «Татнефть», г. Альметьевск/

**Р.Р. ГАЗИЗОВ**  
/ООО «Татнефть-Самара»/  
**Р.Ф. САФИН** /ПАО «Татнефть»/

**О.Н. ПИЧУГИН**, к.ф.-м.н.  
*Pichugin.ON@pnsh.ru*

**И.В. ВЛАДИМИРОВ**, д.т.н.  
**А.И. НАДЫРОВ**

/ПИТЦ «Геофизика», г. Москва/

Рассматриваются особенности и преимущества интегрированного моделирования (ИМ) – совместного одновременного моделирования подземной и наземной инфраструктуры, в сочетании с анализом рисков. Показаны задачи, решаемые с применением ИМ и этапы ее построения. На примере двух месторождений продемонстрированы возможности решения различных проблем и оптимизации режимов работы скважин с помощью интегрированного моделирования – инструмента, учитывающего все элементы цепочки добычи углеводородов и позволяющего управлять разработкой в оперативном режиме.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** разработка месторождений углеводородов, интегрированные модели (ИМ), прогноз добычи для разных сценариев развития разработки месторождения, оптимизация режимов работы скважин, одновременное моделирование подземной и наземной инфраструктуры месторождения, управление разработкой в оперативном режиме, ИМ месторождения высоковязкой нефти, геологическая модель залежей нефти месторождения, PVT-модели флюидов, гидродинамическая модель (ГДМ), модели скважин, модели системы сбора и транспорта (ССиТ) нефти, моделирование бурения новых скважин, ИМ месторождения легкой нефти с большим газосодержанием, геолого-гидродинамическое моделирование (ГГДМ), ИМ с переводом фонтанных скважин на механизированный отбор

ENG

### Development of Strategic and Operational Solutions for Field Operation Based on Integrated Simulation

I.V. Vladimirov, DSc, A.I. Nadyrov,  
O.N. Pichugin, PhD /PITC "Geophysics",  
Moscow/

A.A. Lutfullin, PhD /"Tatneft" PJSC, Almet'yevsk/  
R.R. Gazizov /"Tatneft-Samara" LLC, Almet'yevsk/  
R.F. Safin /"Tatneft" PJSC, Almet'yevsk/

The authors of the paper consider the features and advantages of integrated modeling (IM) – joint simultaneous modeling of subsurface and surface infrastructure, combined with risk analysis. They illustrate the problems resolved with the use of IM and the stages of its construction. They use the example of two fields and illustrate the possibilities of resolving various problems and well operation mode optimization using integrated modeling – a tool that takes into account all the elements of the hydrocarbon production chain and allows you to manage development in an operational mode.

**KEY WORDS:** Development of hydrocarbon fields, integrated models (IM), production forecast for various scenarios of field development, optimization of well operation modes, simultaneous modeling of field underground and ground infrastructure, management over development in the operational mode, IM of the high-viscous oil field, geological model of oil deposits at the field, PVT-models of well fluids, hydro-dynamic model (HDM), well models, models of oil gathering and transportation system (OGTS), modeling of new well drilling, IM fields of light oil with large gas content, geological and hydro-dynamic modeling (GHDM), IM with the transfer of natural flowing wells to artificial lift

**С**оздание и применение интегрированных моделей (ИМ) в разработке месторождений углеводородов становится устойчивым трендом в оперативной деятельности нефтяных компаний России. Преимущество применения таких моделей подтверждено многочисленными примерами, отраженными как в зарубежной, так и в отечественной научно-технической литературе.

Интегрированная модель позволяет описать полный цикл прохождения добываемой продукции с учетом всех ограничений как технико-технологического, так и физического характера. Понятно, что такая модель позволяет дать более реалистичное описание моделируемых процессов. Совместное одновременное моделирование подземной и наземной инфраструктуры в сочетании с анализом рисков позволяет решать задачи разработки на качественно новом уровне.

Задачи, решаемые с применением ИМ:

- оценка потенциально возможной добычи с учетом ограничений всех компонент модели;
- прогноз добычи для разных сценариев развития месторождения;
- идентификация «узких мест»;
- подбор внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- оптимизация режимов работы скважин и оборудования;
- определение регулирующих параметров;
- виртуальные замеры;
- управление разработкой в оперативном режиме.

ИМ относится к типу сложных моделей, поэтому объем необходимой для ее построения информации весьма значителен. Одним из основных, важнейших этапов создания и настройки ИМ является этап сбора и верификации необходимой информации.

В рамках программы внедрения интегрированного моделирования на месторождениях, разрабатываемых ПАО «Татнефть», возможности применения ИМ были продемонстрированы на примерах двух месторождений.

**Первое месторождение** характеризуется высоковязкой нефтью. Коллектор продуктивных отложений является высокопроницаемым. В настоящее время большинство скважин, оборудованных ЭЦН, работают в периодическом режиме.

Создание ИМ включало следующие этапы:

- Создание геологической модели залежей нефти месторождения.
- Создание PVT-моделей флюидов.
- Создание и адаптация гидродинамической модели.
- Создание и настройка моделей скважин, включая внутрискважинное оборудование.
- Создание и настройка модели системы сбора и транспорта продукции.

В ходе выполнения первого этапа – геологического моделирования – было установлено, что месторожде-

ние имеет большую площадь распространения нефтенасыщенных коллекторов в сравнении с утвержденными границами. Это привело к увеличению геологических запасов нефти, что и определило основные задачи интегрированного моделирования, а именно:

- формирование оптимальной сетки скважин, определение точек бурения новых скважин;
- создание и развитие системы поддержания пластового давления (ППД);
- разработка графика бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин;
- подбор глубинного насосного оборудования;
- формирование новой поверхностной инфраструктуры;
- определение пропускной способности действующей системы сбора и транспорта (ССиТ) и формирование вариантов ее развития.

Решение стратегических задач развития месторождения дополнялось оперативными решениями по работе действующего фонда скважин. Уточнялись режимы работы скважин, определялись условия для перевода скважин в стационарный режим за счет регулирования работы насосно-оборудования.

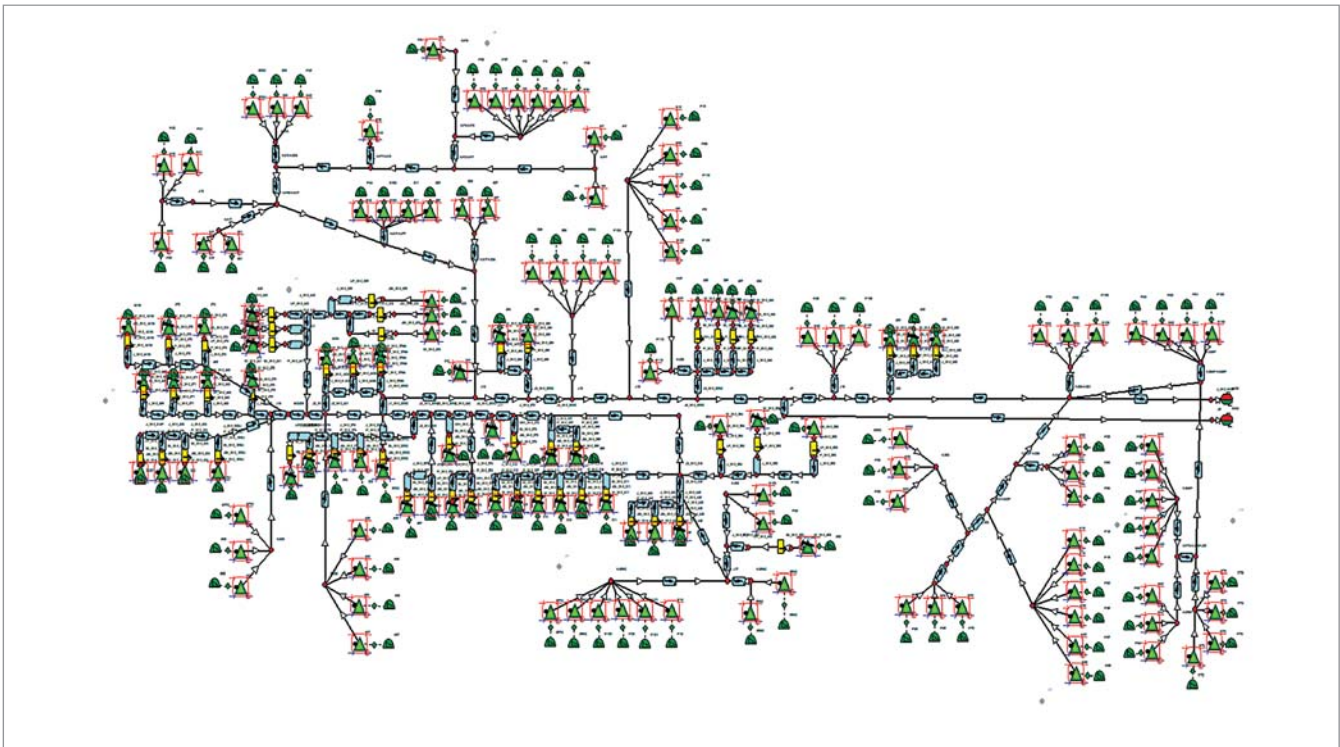
Моделирование бурения новых скважин и формирования системы разработки с поддержанием пластового давления происходило при наличии ряда условий и ограничений:

- Вязкость нефти имеет сильную зависимость от температуры.
- Возможно образование высоковязких эмульсий при росте обводненности добываемой продукции.
- Буферное и линейное давление не должно превышать предельного значения в 40 атм.
- Поверхностные источники воды отсутствуют, поэтому система ППД формируется за счет внутрискважинной перекачки воды, что накладывает ограничение на размещение нагнетательных скважин.

Построенная модель ССиТ с учетом новых проектных скважин (**рис. 1**) показала существенное снижение прогнозных отборов жидкости относительно потенциала залежи, определенного на основе гидродинамического моделирования. Если ввести показатель отклонения от потенциала месторождения за счет влияния ССиТ, равный отношению

$$\frac{q_{ж}^{ССиТ} - q_{ж}^{ГДМ}}{q_{ж}^{ССиТ}},$$

где  $q_{ж}^{ССиТ}$  – текущие отборы жидкости с учетом влияния ССиТ,  $q_{ж}^{ГДМ}$  – потенциал залежи, то можно увидеть, что ССиТ оказывает значительное влияние на потенциал залежи (**рис. 2**). Видно, что объемы добычи, обеспечиваемые пластовой системой и прогнозируемые ГДМ, ограничиваются со стороны модели скважин и системы сбора. Устранение выявленных ограничений посредством изменения элементов действующей



**Рис. 1.** Схема ССиТ месторождения, построенная в ПК «Ретех»

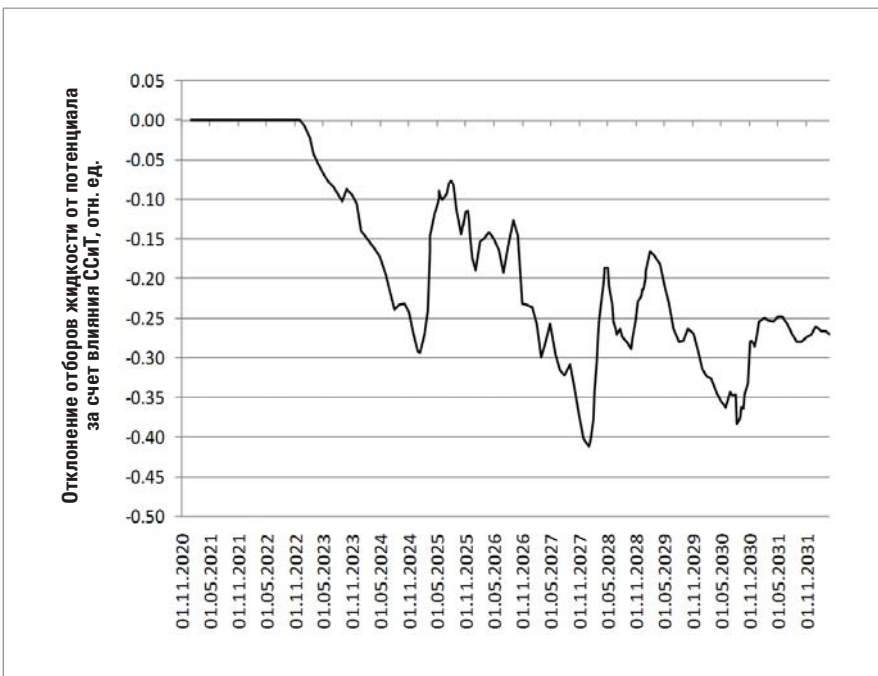
системы сбора и транспорта продукции стало ключевой задачей комплексного моделирования.

Основные направления трансформации ССиТ, ориентированные на увеличение ее пропускной способности, были сформулированы следующим образом:

- Устранение «узких мест» в действующей системе сбора и транспорта.
- Снижение давления в ССиТ за счет организации дожимной насосной станции (ДНС).

- Снижение объема прокачиваемой жидкости за счет сброса воды на установке предварительного сброса воды (УПСВ).

Отметим, что сформулированные выше предложения стали результатом решения многокритериальной оптимизационной задачи, в рамках которой варьировались инфраструктурные элементы системы сбора и транспорта, а также режимы работы скважин. Таким образом, были найдены



**Рис. 2.** Влияние ССиТ на потенциал залежи

оптимальные варианты организации ССИТ, позволившие максимально полно реализовать потенциал месторождения.

**Второе месторождение**, для которого была построена интегрированная модель, относится к месторождениям легкой нефти с большим газосодержанием. Месторождение приурочено к карбонатным коллекторам, имеет небольшой фонд фонтанных скважин, добываемая продукция поступает на ННП (жидкость) и установку подготовки газа (УПГ) (газ). Газ является товарным продуктом. Месторождение состоит из нескольких залежей, приуроченных к одному продуктивному горизонту. Особенностью месторождения является то, что PVT-свойства и компонентный состав нефти на разных залежах существенно отличаются.

Недропользователем были поставлены перед создателями ИМ следующие основные задачи:

- отразить в модели различие PVT-свойств пластовой нефти для залежей месторождения;
- определить потенциалы каждой залежи по объемам добычи нефти и газа;
- определить точки бурения новых скважин, оптимальное их число;
- определить период фонтанной эксплуатации скважин и необходимость их перевода на механизированный отбор.

При этом имеется ряд ограничений, которые существенно влияют на фактические отборы нефти и газа:

- Ограниченность мощности нефтеналивного пункта.
- Ограничение на добычу воды в связи с большими затратами на вывоз и утилизацию попутно добываемой воды.
- Необходимость поддерживать регламентный объем и состав газа, поступающего на УПГ.

Поставленные задачи можно решить только на основе интегрированной модели. Как и для предыдущего месторождения, была построена интегрированная модель, включающая в себя композиционные модели флюидов, геолого-гидродинамическую модель, модели скважин и систему сбора с двумя ступенями сепарации.

Расчеты на интегрированной модели позволили спрогнозировать основные проблемы разработки месторождения в ближайшем будущем. К ним, прежде всего, относится завершение периода безводной эксплуатации месторождения и связанное с этим прекращение фонтанной эксплуатации части скважин. Для поддержания текущих уровней добычи нефти и газа, а также для ограничения объемов добываемой воды необходимо:

- бурение новых скважин;
- ограничение отборов флюидов на скважинах с растущей обводненностью добываемой продукции;

■ перевод выбывающих из фонтанного режима скважин на механизированный отбор.

Для решения первой задачи на основе ГГДМ были выбраны точки заложения новых скважин, определен их потенциал и установлены оптимальные значения дебитов, позволяющие максимизировать период фонтанной эксплуатации новых скважин.

При решении второй задачи в условиях существующих ограничений определены скважины, для которых фонтанный режим из-за роста обводненности должен окончиться в ближайшее время. Для этих скважин были рассмотрены различные уровни снижения отборов жидкости, что позволило несколько увеличить для них период фонтанирования (на несколько месяцев) и выполнить ограничения по отбору попутной воды. Кроме того, на части выбранных скважин было промоделировано применение технологии селективной изоляции обводняющихся интервалов, что также способствовало увеличению фонтанного периода работы этих скважин.

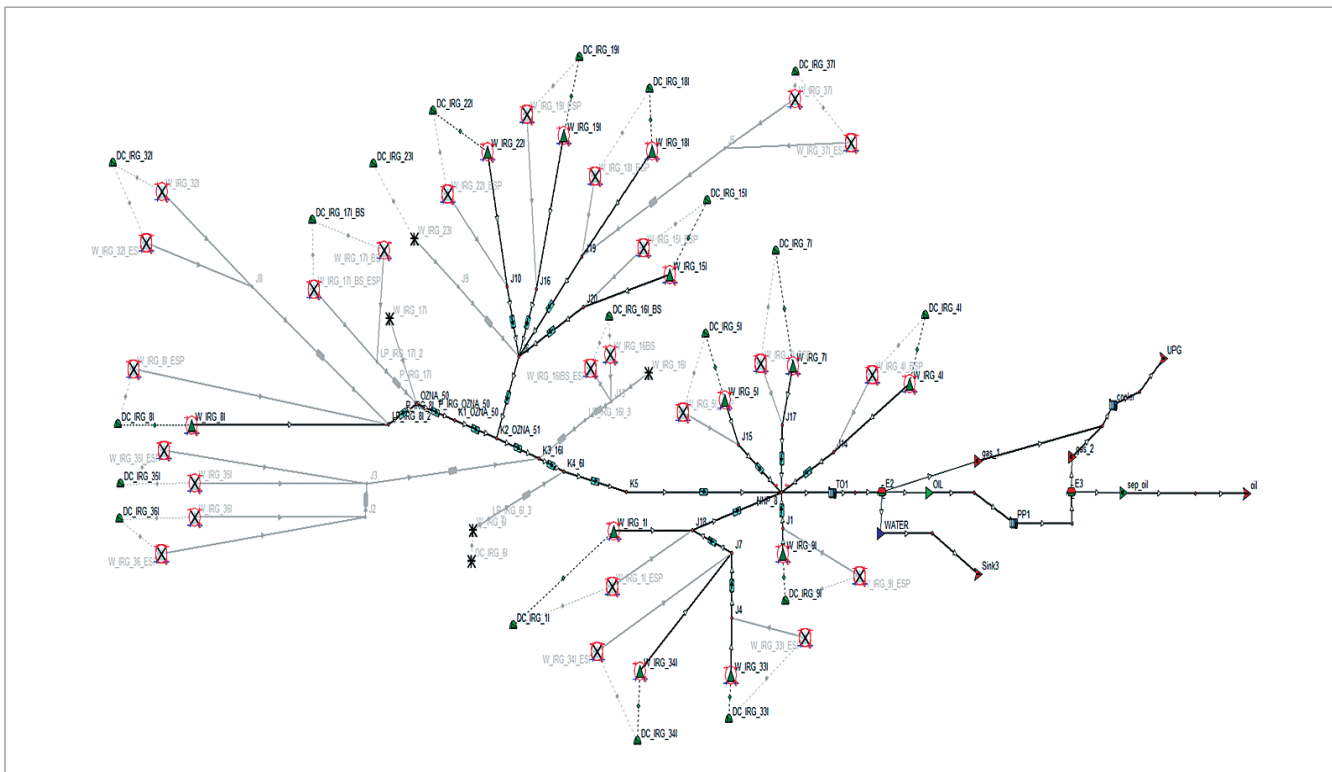
Рост обводненности и выбытие скважин из фонтанного режима эксплуатации ставят вопрос о необходимости их перевода на механизированный отбор. Однако целесообразность данного мероприятия зависит от его экономической эффективности. Для этого были проведены расчеты на ИМ с имитацией перевода фонтанных скважин на мехотбор. В интегрированной модели создавались скважины-дублиеры фонтанных скважин с установленным глубинным насосным оборудованием (ГНО) (подбиралось заранее для каждой скважины индивидуально), которые подключались после отключения фонтанных скважин (рис. 3).

Расчеты показали, что перевод фонтанных скважин на мехотбор позволит увеличить накопленные отборы нефти почти на 25 %, а накопленный чистый дисконтированный доход – более чем на 26 %, что говорит о технологической и экономической эффективности.

Для формирования стратегии доразработки месторождения было сформировано 10 вариантов разработки, которые позволили выявить следующие особенности дальнейшей эксплуатации месторождения:

Технологические показатели разработки крайне чувствительны к ограничениям по добыче воды, которые фактически снижают потенциал отбора углеводородов. Предложено организовать на месторождении сброс воды, выбраны скважина и водоносный горизонт. Организация сброса воды позволит увеличить доход почти на 20 %.

Накопленные и текущие отборы нефти и газа сильно зависят от времени начала бурения новых скважин. Как показывают расчеты, месторождение вступает в стадию интенсивного обводнения добываемой продукции, что сопровождается как снижением отборов нефти, так и выбытием скважин из фонтанного



**Рис. 3.** Схема интегрированной модели с переводом фонтанных скважин на мехотбор

фонда. В такой ситуации поддержание уровней добычи углеводородов возможно только за счет вовлечения в разработку новых нефтенасыщенных объемов. Расчеты на ИМ показали, что задержка с бурением новых скважин на четыре года снизит экономический эффект на 15 %.

Ввод в эксплуатацию новых скважин на разных залежах повлияет на компонентный состав углеводородного газа, поступающего на УПГ. Были выделены группы скважин разных залежей, существенно влияющие на доли компонент газа. Показано, как работой групп скважин можно поддерживать регламентный состав газа.

Таким образом, применение интегрированной модели позволяет дать реалистичные прогнозы даже для очень сложных случаев разработки месторождений. В частности, для рассмотренного выше месторождения создание инструмента, учитывающего все элементы цепочки добычи углеводородов и контролирующего композиционный состав попутно добываемого газа, позволяет дать долгосрочные прогнозные расчеты по добыче для проектирования наземной инфраструктуры, а также для оценки периода естественного фонтанирования и перевода

скважин на механизированный способ добычи. Была выполнена оптимизация режимов работы скважин с целью поддержания нужного компонентного состава газа, выделяемого на ступенях сепарации, и определены участки трубопроводов, в которых существует риск образования гидратов. Проведена оценка достоверности данных по замеру дебитов фонтанирующих скважин в термобарических условиях автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) и осуществлен подбор насосного оборудования для перевода скважин на механизированный отбор.

## ВЫВОДЫ

Применение интегрированных моделей месторождений в ближайшем будущем будет активно расширяться. Это связано с тем, что ИМ позволяет проанализировать всю цепочку производственных процессов, дать реалистичные прогнозы профилей добычи углеводородов с учетом физических и технологических ограничений. Кроме того, ИМ может выступать как инструмент исследования возможных осложнений, возникающих в процессе эксплуатации месторождений.